

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт автоматизации и информационных технологий

Кафедра автоматизации и управления

Самойлов Дмитрий Александрович

Разработка и исследование автоматической системы регулирования
производительности компрессорной станции

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Специальность 5B070200 - Автоматизация и управление

Алматы 2022

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт автоматизации и информационных технологий

Кафедра автоматизации и управления

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой АиУ

кандидат физ-мат. наук

ассоциированный профессор

_____ Алдияров Н.У.

« » мая 2022 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Разработка и исследование автоматической системы регулирования производительности компрессорной станции»

По специальности: 5В070200 - Автоматизация и управление

Выполнил

Самойлов Д. А.

Рецензент

Завед. кафедрой энергетики

PhD

_____ Шыныбай Ж. С.

Научный руководитель

канд. техн. наук доктор

ассистент профессор

_____ Сарсенбаев Н. С.

Алматы 2022

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт автоматизации и информационных технологий

Кафедра автоматизации и управления

5B070200 - Автоматизации и управления

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой АиУ

кандидат физ-мат. наук

ассоциированный профессор

_____ Алдияров Н.У.

« » мая 2022 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся Самойлов Д. А.

Тема: «Разработка и исследование автоматической системы регулирования производительности компрессорной станции».

Утвержден приказом ректора Университета № 2131-б от «24» ноября 2020 г.

Срок сдачи законченной работы: "10" мая 2021 г.

Исходные данные дипломного проекта: математическая модель системы управления.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов или краткое содержание дипломного проекта: а) описать технологический процесс; б) разработать функциональную схему автоматизации системы, структурную схему системы управления; в) решить задачи анализа и синтеза системы.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): принципиальная схема системы регулирования электроприводом, структурная схема, модель для исследования асинхронного двигателя.

Рекомендуемая основная литература: 1) Комплектный электроприводной газоперекачивающий агрегат ЭГПА/8200-56/1.126-Р: Санкт-Петербург, 2015. 2) Белов М. П. Автоматизированный электропривод типовых производственных механизмов и технологических комплексов: учебник/ М. П. Белов, В. А. Новиков, Л. Н. Рассудов – 2-е изд., стер. – М.: Академия, 2015. – 576с.

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технологический раздел	1 марта 2022 г.	
Специальный раздел	28 апреля 2022 г.	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименование разделов	Научный руководитель, консультанты, Ф. И. О. (уч. степень, звание)	Дата подписи	Подпись
Технологический раздел	канд. техн. наук, ассистент профессор Сарсенбаев Н. С.		
Специальный раздел	канд. техн. наук, ассистент профессор Сарсенбаев Н. С.		
Нормконтролер	маг. техн. наук, лектор Искакова А. М.		

Научный руководитель _____ Сарсенбаев Н. С.

Задание принял к исполнению обучающийся _____ Самойлов Д. А.

Дата

“26” января 2022 г.

АҢДАТПА

Бұл дипломдық жоба электр жетегін автоматты басқару жүйесін дамыту мәселесін қарастырады. Дипломдық жоба екі негізгі бөлімнен тұрады.

Бірінші бөлім технологиялық объектінің сипаттамасына, компрессорлық станцияның дизайнына, технологиялық процестің ерекшеліктеріне, қолданылатын жабдықтың сипаттамасына және компрессорларға арналған жетектердің түрлеріне арналған.

Екінші бөлімде есептелген математикалық модельге талдау жасалады. Электр жетегін реттеу мәселесі толығырақ қарастырылады. Негізінде супер зарядтағыштарды басқару үшін қандай жетектерді қолдануға болады. Сондай-ақ, жетек пен компрессордың математикалық сипаттамасы бар, содан кейін сипаттамалары шығарылады.

АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте рассматривается вопрос разработки системы автоматического регулирования электроприводом. Дипломный проект состоит из двух главных разделов.

Первый раздел посвящен описанию технологического объекта, конструкции компрессорной станции, особенностям технологического процесса, описание используемого оборудования и виды приводов для компрессоров.

Во втором разделе идет анализ рассчитанной математической модели. Более подробно рассматривается вопрос регулирования электроприводом. Какие приводы в принципе могут применяться для управления нагнетателями. Также происходит математическое описание привода и компрессора с последующим выводом характеристик.

ANNOTATION

In this thesis project, the issue of developing an automatic control system by an electric drive is considered. The graduation project consists of two main sections.

The first section is devoted to the description of the technological object, the design of the compressor station, the features of the technological process, the description of the equipment used and the types of drives for compressors.

The second section analyzes the calculated mathematical model. The issue of electric drive regulation is considered in more detail. Which drives, in principle, can be used to control superchargers. There is also a mathematical description of the drive and compressor, followed by the output of characteristics.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Компрессорная станция	10
1.1 Описание технологического процесса компрессорной станции	10
1.2 Основные устройства и механизмы на КС	11
1.3 Этапы проектирования компрессорной станции	16
1.4 Нагрузка на КС и методы её определения	18
1.5 Характеристики компрессоров	19
1.6 Работа одиночной КУ в индивидуальную сеть	20
1.7 Управление КС параллельным соединением КУ, ГПА	21
1.9 Управление КС последовательным соединением КУ, ГПА	22
1.10 Управление работой КУ, путем включения байпасных линий	24
2 Регулирование компрессоров	26
2.1 Шибберное регулирование	26
2.2 Универсальные способы регулирования ГПА	26
2.3 Регулирование компрессорных машин динамического действия	27
2.4 Способы регулирования электродвигателей	28
2.5 Перечень основного оборудования ЭГПА и их параметры	33
2.6 Основные способы управления ЭГПА	34
2.7 Современные требования к ЭГПА	35
2.8 Выбор двигателя постоянного тока для ЭГПА	36
2.9 Виртуальная модель асинхронного двигателя	37
2.10 Математическое описание системы ЭГПА	39
Список условных сокращений	42
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	44

ВВЕДЕНИЕ

Газ является одним из основных топливных ресурсов во всем мире в целом и поэтому возникает необходимость обеспечения транспортировки данного вида топлива. **Целью данной работы является,** исследование режима работы компрессорной станции, а также, исследование электропривода для газоперекачивающего агрегата, исследование рабочего места инженера с целью определения вредных и опасных экологических и производственных факторов и средств защиты от них, экономическое планирование проектных работ и оценка ресурсоэффективности научно-исследовательской работы. В результате исследования были смоделированы и изучены синхронный и асинхронный двигатели в качестве электропривода для газоперекачивающего агрегата. Также рассматривается компрессорная станция как объект, с последующим описанием прилагаемых к ней элементов. **Актуальность** данной работы заключается в следующем, большое количество развитых стран в коммунальном хозяйстве и промышленности используют природный газ в качестве недорогого топлива. Но как известно большинство источников природного газа находится на определенном огромном расстоянии от потребителей, и поэтому необходимо обеспечить транспортировку к месту назначения. Для транспортировки газа используются промышленные, магистральные и распределительные газопроводы. **Задача данной работы,** это исследовать электропривод газоперекачивающего агрегата. Длина таких газопроводов может достигать сотен тысяч километров, а то и больше. При прохождении газа через газопровод происходит трение потока газа о внутреннюю поверхность труб, которое в свою очередь сказывается высокой потерей давлений и поэтому, для того чтобы газ в последствии был достигнут потребителя в нужном количестве через определенное расстояние требуется постоянное поддержание давления в газопроводе. С этой функцией справляются газоконпрессорные станции (ГКС) в состав которых входят газоперекачивающие агрегаты. ГКС устанавливают на трассе газопровода через каждые 100 километров. При прохождении транспортируемого газа через ЭГПА газ компримируется до давления, необходимого для транспортировки его от источников газа до газораспределительных станций потребителей. Газовая промышленность в нашей стране хорошо развита, ежедневно население нашего государства использует огромное количество газа на личные нужды. Поэтому необходимо поддерживать должный уровень газовой промышленности. Именно для этой цели мы и исследуем и спроектируем некоторые параметры компрессорной станции с помощью программных модулей матлаб и других комплексов подобных программ.

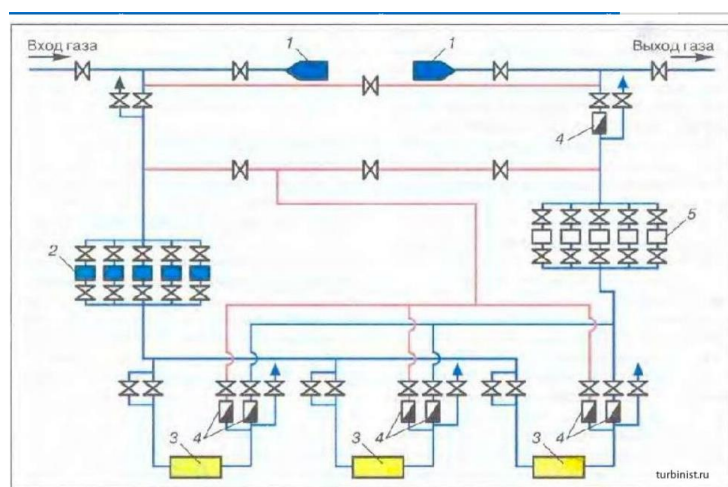
1 Компрессорная станция

1.1 Описание технологического процесса компрессорной станции

Для доставки газа потребителю используют специализированные станции, на которых установлены особые мощные насосы для перекачки и называются компрессорными станциями. Компрессорная станция, перекачивает природный газ от месторождений потребителю. Сам по себе природный газ не имеет запаха, поэтому для сигнализации утечек используют вещество одорант, в качестве примеси к газу. Компрессорные станции подразделяются по виду выполняемой работы на. **Дожимные**, еще их называют головные КС. Данные КС нужны для повышения давления газа до расчетного давления газопровода, это где-то 5,4-7,45 Мпа. Обычно данный тип станций вводят поэтапно 2-3 последовательно работающих компрессорных цехов. Следующий рассматриваемый вид, это **линейные**. Их устанавливают через примерно 100 км. газопровода для того, чтобы компенсировать потери давления газа на предыдущих участках. Данный вид станций имеет параллельно работающие компрессорные цеха. **Станции подземных хранилищ**, данный вид станций обеспечивает закачку газа в хранилище в летний период и его отбор в зимний.

Рассмотрим компрессорную станцию более подробно, схема которой представлена на рисунке 1.1.

Газ из магистрального газопровода, поступает в блок пылеуловителей, через открытый кран. В пылеуловителях, газ фильтруется от твердых примесей и жидкостей. Далее газ поступает в газоперекачивающий агрегат. На каждом газоперекачивающем агрегате установлены продувные свечи, которые нужны для выброса газа в атмосферу. Данная процедура необходима для снижения давления газа в газопроводе, во избежании аварийных ситуаций. После процесса компримирования в газоперекачивающих агрегатах, газ поступает в аппарат воздушного охлаждения [1].



1 – магистральный газопровод; 2 – блок очистки; 3 – ГПА; 4 – продувные свечи и обратный клапан; 5 – охладитель газа

Рисунок 1.1 – Принципиальная схема компрессорной станции

В данном блоке газ охлаждается. В процессе компримирования, газ значительно повышает свою температуру. Охлаждение позволяет снизить напряжение температуры на стенки трубопровода. Так же охлаждение газа позволяет увеличить производительность газопровода. Далее через обратный клапан, газ поступает к потребителю. Рассмотрим каждый элемент оборудования компрессорной станции подробно.

1.2 Основные устройства и механизмы на компрессорной станции

Магистральный газопровод – перегоняет газ на большие расстояния, от месторождений к потребителю. На протяжении всего газопровода располагаются компрессорные станции, служащие для поддержания необходимого давления.

Байпасная линия – отдельный канал, обеспечивающий функционирование системы при наступлении нештатного состояния. Существует 2 вида осуществления байпасной линии:

1) механический, который реализуется с помощью переключателей, клавиш, переключателей, реле, в данном варианте исполнения сигнал напрямую поступает по проводнику со входа на выход.

2) электронный метод. Реализуется с поддержкой электронных ключей, к примеру транзисторных, ламповых, а также иных, какие имеют все шансы управляться человеком с помощью механических переключателей либо программно с поддержкой автоматизированных приборов управления. Простые байпасы изображены на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Простейшие байпасные линии

Пылеулавливатель – данное устройство очищает газ от разного рода примесей, таких твердых мелких частиц и разного рода жидкостей. Пылеулавливатели существуют 3 типов: центробежные циклонные, центробежные мультициклонные и жидкостные, жидкостные еще называют вертикально масляными.

Центробежно циклонные пылеуловители функционируют по инерциальному принципу. Поток фильтруемого газа впрыскивается в устройство посредством входного патрубка. В блоке создается крутящийся поток газа, сосредоточенный книзу, конической составляющей агрегата. Из-за силы

инерции частички пыли выносятся из потока и садятся на стенках агрегата, потом забираются второстепенным потоком и оказываются в нижней части, посредством выхлопного отверстия в бункер с целью сбора пыли. Обработанный от пыли газ потом передвигается снизу вверх и выводится из циклона через выпускную трубу. В согласовании с рисунком 1.3, можно заметить схему устройства [2].

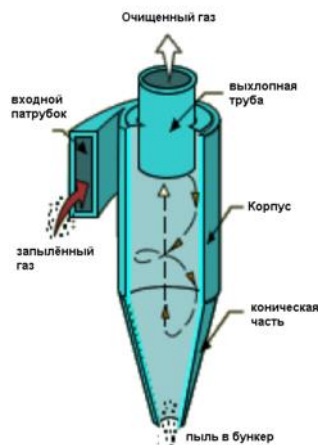
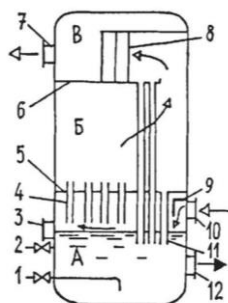


Рисунок 1.3 – Простейший циклонный пылеуловитель

Мультициклонные пылеуловители – главное отличие меж мультициклоном и циклоном представляет собой присутствие в корпусе мультициклонного, значительного числа циклонных пылеуловителей. Главная цель подобных фильтрующих систем - очищение весьма крупных размеров газа.

Жидкостные или вертикальные масляные пылеуловители. С целью очистки газа используют промывочную жидкость, в качестве которой, могут применять керосин, лигроин, солярочное масло. Газ имеет контакт с маслом, скорость его потока уменьшается, за чей счет и совершается его последующее очищение. Осаждённые частички по дренажным трубкам стекают совместно с маслом в секцию с целью удаления мусора. Обработанный газ посредством газовыхлопного патрубка продолжает собственный путь по трубопроводу. Схема этого устройства представлена на рисунке 1.4.



1 – трубка слива загрязненного масла, 2 – трубка долива свежего масла, 3 – указатель уровня, 4 – контактные трубки, 5 и 6 – перегородки, 7 – патрубок для вывода газа, 8 – скруббер, 9 – козырек, 10 – патрубок для ввода газа, 11 – дренажные трубки, 12 – люк для удаления шлака

Рисунок 1.4 – Масляный пылеуловитель

Газоперекачивающий агрегат – это прибор требуется с целью сжатия природного газа в компрессорных станциях. В структуре каждого газоперекачивающего аппарата вступает: нагнетатель природного газа, привод нагнетателя, всасывающее и также выхлопной прибор, концепция автоматики, маслосистема, топливовоздушные и также маслоподкачивающие коммуникации, дополнительное спецоборудование.

ГПА различают по типу привода: они могут быть с газовым двигателем внутреннего сгорания, с газотурбинным приводом, и также очень часто применяют с электроприводом.

Газомотокомпрессор. На рисунке 1.5 (а) представлен простейший поршневой газомоторный компрессор. Такие ГПА имеют в своем оснащении двигатели внутреннего сгорания, которые сходятся с компрессором с целью обеспечения его движения. Топливом с целью двигателя предназначается перекачиваемый газ.

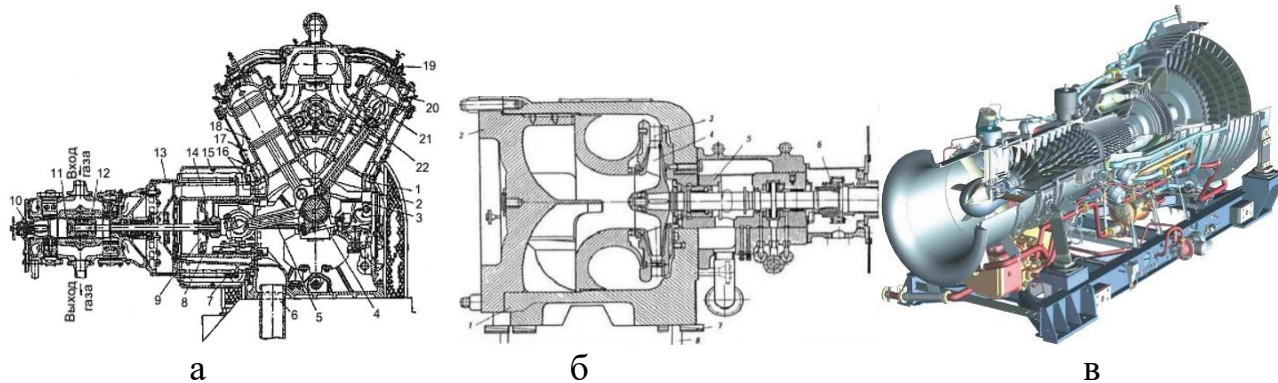


Рисунок 1.5 – а) Газомотокомпрессор, б) ГПА с центробежным нагнетателем, в) газотурбина

Газоперекачивающий агрегат с центробежным нагнетателем. Это следующий ГПА, который мы рассмотрим, более подробная схема представлена на рисунке 1.5 (б). Состоит из: корпуса, крышки, лопаточного диффузора, рабочего колеса, гильзы, зубчатой муфты, клиновой прокладки и анкерных болтов.

Очень давно когда-то обширно использовались в качестве ключевых аппаратов, таким образом ведь с целью работы в качестве первой ступени сжатия в ПХГ. С целью их конструкции необходимы меньшие помещения, а также делаются облегчённые фундаменты, во взаимосвязи с сравнительно небольшими объемами согласно сопоставлению с иными ГПА. Присутствие использования ГПА с центробежными нагнетателями из-за их огромный производительности упрощается технологическая модель компрессорных станций, снижается число запорной арматуры и др. Несмотря на ряд преимуществ, все же имеются значительные недостатки, например чтобы достичь нужной степени сжатия газа необходимо использовать 2 и более последовательно соединенных агрегатов, что в свою очередь приводит к увеличению расхода топливного газа в установке.

Теперь поговорим о принципе работы этого устройства. Когда происходит вращение рабочего колеса, его вход образует разряжающую силу. Нагнетающий газ попадает под лопаточный диффузор, в результате чего формируются центробежные мощности, и газ начинает двигаться по изогнутым каналам рабочего колеса. На выходе из рабочего колеса находится кольцевой диффузор, преобразующий кинетическую энергию газа, в потенциальную, тем самым закручивание потока уменьшается в направлении вращения.

Газотурбинный двигатель. Данное устройство изображено на рисунке 1.5 (в). У турбинных нагнетателей топливом является сам газ, также этот вид компрессоров имеет несколько рядов рабочих колес. Весьма зачастую применяют осевые турбинные компрессоры. Осевой компрессор обладает рядом нескольких лопаток, которые пребывают на вращающемся барабане, подобным способом данная конструкция образует ротор компрессора. Этот вид компрессора обладает в собственной конструкции две ступени работы. Центробежная и осевая ступени. Поток газа в рабочем колесе осевой ступени разворачивается, что в свою очередь приводит к возникновению аэродинамической силы, которая в собственную очередность сжимает газ, потом поток плотного газа направляется в центробежную ступень, в каковой совершается еще наибольшее сжатие. Рабочее колесо центробежной ступени имеет более значительный радиус, нежели у осевого, то что в собственную очередность и дает возможность приобрести еще наибольшее сжатие газа [3].

Перекачивающий аппарат с электроприводом. Электропривод применяют для многих газоперекачивающих аппаратов, в основном для центробежных нагнетателей. В этом виде нагнетателей применяются асинхронные, а также синхронные двигатели. Электропривод обладает большим числом положительных сторон перед иными видами приводов. Такие равно как: меньшие затраты денежных средств на строительство, значительную надежность, наименее пожароопасны, применение электроприводов дает возможность применять поменьше обслуживающего персонала, нежели прочие разновидности приводов. Для абсолютно всех видов ГПА, предусмотрены системы автоматики, какие гарантируют: запуск и службу аппарата в автоматическом режиме, предохрану в аварийных обстановках, сигнализацию касательно поломках, контролирование производительности самого аппарата, автоматическое поддержание установленной температуры, а также давления масла при аварийной остановке аппарата и др. Любой вид компрессоров обладает персональными характерными чертами равно как конструктивного, таким образом и многофункционального характера. Непосредственно по этой причине, если необходимо подобрать компрессор для ГПА, немаловажно в полной грани принимать во внимание требования его работы и условия, которые могут быть и скорее всего обязательно будут актуальны требования к его техническим характеристикам. Определенные разновидности компрессоров хорошо подойдут для последующих обстоятельств:

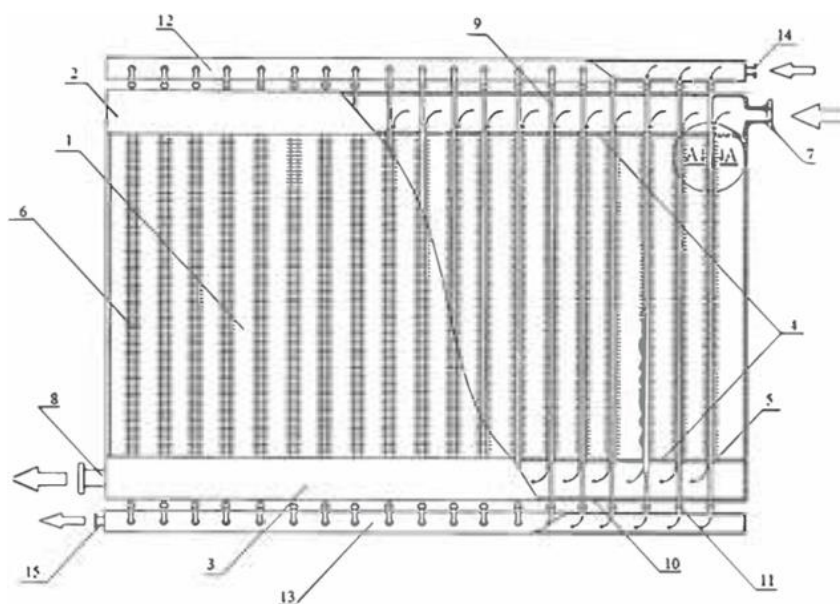
– компрессор однопоршневой - большие степени повышения давления, а также большие абсолютные давления, переменные режимы, относительно незначительные потоки и мощности;

– компрессор винтообразный - высокие степени увеличения давления при не очень больших абсолютных давлениях и незначительных изменениях давления, переменные режимы, относительно небольшие потоки и мощности;

– компрессор центробежный - внушительные потоки и мощности, преимущественно не очень большие степени повышения давления и небольшие абсолютные давления, постоянные режимы [4].

Продувные свечи. Данное приспособление служит для удаления газовой смеси из газопровода в атмосферу, что в свою очередь позволяет снизить давление в газопроводе во избежание аварийных ситуаций. Диаметр продувочной свечи не менее 20 мм. И выводится на крышу не ниже 1 м. от карниза, так же должна присутствовать защита от атмосферных осадков.

Аппарат воздушного охлаждения. Используется для охлаждения газа, который нагревается при компримировании из-за чего ухудшается работа компрессорной станции, так же увеличивается расход мощности и расход газа. Еще процедура охлаждения позволяет предотвратить плавление изоляции трубопровода, так же предотвращает процесс протаивания грунта, из-за чего может потеряться устойчивость самого трубопровода. В соответствии с рисунком 1.6, представлен один из простейших охладителей.



1 – теплообменная секция, 2 – камера входа, 3 – камера выхода, 4; 10 – трубные доски, 5; 11 – отверстия, 6 – теплообменные трубки, 7; 8; 14; 15 – патрубок, 9 – внутренние трубы, 12 – входной коллектор, 13 – выходной коллектор

Рисунок 1.6 – Схема аппарата воздушного охлаждения

Газ после компримирования подается в камеру входа (2), которая находится в теплообменной секции (1). Из камеры входа (2), газ расходится по внутренним теплообменным трубам (6), затем обдувается охлаждающим

воздухом, который нагнетается вентиляторами от тихоходных электродвигателей. Охлажденный теплоноситель второго контура, в качестве которого выступает топливный газ, поступает в коллектор (12). Через входной коллектор (12) теплоноситель равномерно распределяется по внутренним трубам (9), которые находятся в полости труб (6). Когда теплоноситель проходит через межтрубное пространство, которое образовано трубами (6) и (9), тогда теплоноситель забирает тепло от поверхности нагретой охлаждаемым газом. Теплоноситель после прохождения по трубам (9), накапливается в коллекторе (13) и выводится через патрубок (15). Теплоноситель поступает в межтрубное пространство секции (1), омывая тем самым теплообменные трубы (6). Воздух забирает тепло от нагретой охлаждаемым газом поверхности труб. После охлаждения в трубах, газ поступает в выходную камеру (3), затем через патрубок (8) попадает в магистральный газопровод [5].

1.3 Этапы проектирования компрессорной станции

При строительстве компрессорных станций придерживаются определенных и необходимых технологических норм проектирования.

Объем производительности на входе в компрессор Q ($\text{м}^3/\text{мин}$) можно определяется по формуле (1).

$$Q = \frac{0,24 Q_K Z_1 T_1}{P_1} \quad (1)$$

где $Q_K = Q_{KЦ}/n$ – производительность газового компрессора, млн. $\text{м}^3/\text{сут}$ (при стандартных условиях);

$Q_{KЦ}$ – производительность компрессорного цеха, млн. $\text{м}^3/\text{сут}$;

n – количество рабочих газоперекачивающих агрегатов;

Z_1, T_1, P_1 – коэффициенты сжимаемости, абсолютное давление (МПа) и температуры (К) газа при входе в компрессор.

Степень возвышения давления компрессора газоперекачивающих агрегатов, определяется как отношение абсолютных давлений на входе P_1 и выходе P_2 по формуле (2).

$$\frac{P_2}{P_1} \quad (2)$$

где P_2 – давление газа на выходе, Па;

P_1 – давление газа на входе, Па.

Потребляемая мощность N (кВт), вычисляется по формуле (3).

$$N = \frac{N_i}{0,95n_m} \quad (3)$$

где N_i – мощность компрессора, которая затрачивается на сжатие газа;
 $0,95$ – коэффициент, который учитывает техническое состояние;
 n_m – КПД компрессора механический (0,98-0,995).

Температура газа (К), которая будет на выходе из нагнетателя можно определить по формуле (4).

$$T_2 = T_1 \frac{0,35}{n_{\text{пол}}} \quad (4)$$

Расход топливного газа $q_{\text{тг}}$ (тыс. м³/ч) при нормальных общепринятых условиях для ГТУ также можно определить по формуле (5).

$$q_{\text{тг}}^{\text{и}} = \frac{3,6 N_e^H}{Q_p^H n_e^H} \quad (5)$$

где n_e^H – номинальный КПД, что определяется по технической документации;

Q_p^H – теплота, необходимая в качестве сгорания топливного газа, кДж/м³.

Характеристика сети определяется линейными и местными сопротивлениями и также может быть получена из приближенного сформированного уравнения (6).

$$p_1^2 - p_2^2 = A \rho R T Z \overline{V_0^2} \quad (6)$$

где P_1 и P_2 — давления на початке и в концевке сети;

A — сопротивление сети коэффициент, который зависит от ее размеров и конструкции;

ρ — относительная плотность газа, кг/м³;

R – газовая постоянная;

T – абсолютная температура;

Z – коэффициент сжимаемости;

V_0 — расход газа в обычных общепринятых условиях.

В нагнетательной доли сети давление p_2 в основной массе ситуаций установлено и поэтому ее оценка проявляется уравнением (7).

$$p_k = p_{1,k} = \sqrt{p_2^2 + A_k R T_k Z_k \overline{V_0^2} \bar{p}} \quad (7)$$

Каждая компрессорная конструкция, газоперекачивающие аппараты функционируют в конкретную внешнюю сеть: единого назначения – в пневматическую линия машиностроительного либо иного компании, технологических линий – на газовую сеть компании химической либо иной технологии, магистрального газопровода – на газовую транспортную линия, с целью заправки газом объектов – на газовую сеть объекта заправки. Группа

складывающийся из некоторых КУ, ГПА формируют компрессионную станцию (КС) и гарантирует увеличение давления и перемещения газа. Наружная линия включает всасывающий и нагнетательный трубопроводы, теплообменные агрегаты, а кроме того, действующие КУ. С целью определения режима работы КС, КУ, ГПА следует сопоставить их свойства с характеристикой сети. По этой причине данные свойства создают в одной и той же системе координат в одном и том же масштабе. Действующий порядок определенной КУ либо ГПА обуславливается характеристикой наружной сети и вводится при равноправии производительности компрессорной установки и расхода газа через сеть [6].

1.4 Методы определения нагрузок на КС

Нагрузка на КС обязана соответствовать объемной либо общественной производительности функционирующих компрессоров. Она может являться отнюдь не полной, средней, предельно длительной и максимально допустимой. Предельно продолжительная нагрузка покрывается абсолютно всеми функционирующими компрессорами за исключением дополнительных либо пребывающих в планово-предупредительном ремонте. С целью возмещения предельно вероятной нагрузки включаются все без исключения компрессоры, в том числе и дополнительные. Нагрузка на КС может быть установлена 2-мя способами:

- укрупненный метод базируется на использовании средних общепризнанных мерок удельного расхода газа на единицу продукта. Данные нормы формируются экспериментальным путем;

- расчетный способ определения используется при перестройке функционирующего предприятия и базируется на учете расхода газа любым газоприемником. По этой причине с целью применения данного способа обязаны быть известны виды, марки и потребление газа применяемых газоприемников.

Термогазодинамической характеристикой сети называется зависимость удельной энергии e (напора H), которую необходимо создать для движения газа во внешней сети с расходом V . Следовательно, ТГД характеристика внешней сети позволяет судить о потребной удельной энергии для перемещения газа с данным расходом. ТГД характеристика сети зависит как от её геометрических параметров, состава перекачиваемого газа, так и от времени. В зависимости от времени эту характеристику можно делить на стационарную и нестационарную.
 $p_c = \text{const}$ или $\pi_c = \text{const}$.

На графике характеристика изображается, на рисунок 1.7, как прямая линия 1 параллельная к оси расходов при любых изменениях массового или объемного расхода. Это может быть в случае, когда энергия потока газа используется для преодоления сопротивления определенного слоя жидкости постоянной толщины, например, в некоторых химических процессах при барботаже и в сталелитейном производстве при продувке жидкого чугуна кислородом.

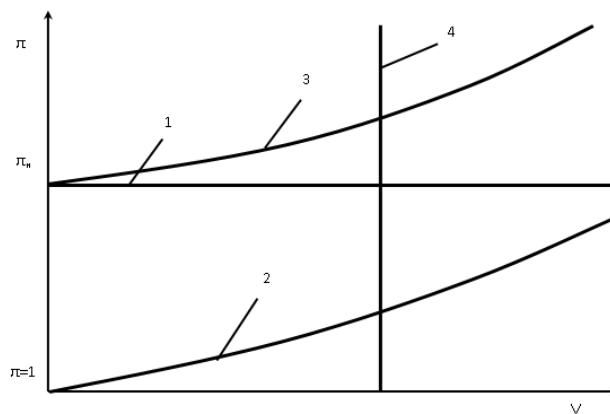


Рисунок 1.7 – Характеристика внешней сети

Аналогичная характеристика бывает также при работе компрессора для нескольких пневматических инструментов. Здесь потребление воздуха изменяется в процессе работы, а давление должна оставаться приблизительно одинаковым, т.е. газоприемники требуют постоянного давления. Такая же характеристика сети образуется при параллельной работе значительного числа компрессоров в общий коллектор и большего числа потребителей газа из этого коллектора [7].

1.5 Характеристики компрессоров

Для управления работой КС кроме характеристики сети необходимо иметь поле ТГД характеристик компрессоров с учетом изменяемых параметров регулирования. Обычно оценка работы компрессоров производится по их характеристикам, графически устанавливающим связь между отношением давлений в компрессоре π (или удельной работой сжатия газа), политропным $\eta_{пол}$ (или адиабатным $\eta_{ад}$) КПД, объемной V (или массовой M) производительностью при разных частотах вращения ротора n . Параметрами вместо указанных величин могут быть выбраны эквивалентные им как размерные, так и безразмерные величины. ТГД характеристики компрессоров, как и их самих, можно разделить на два класса:

- ТГД характеристики компрессоров объемного действия;
- ТГД характеристики компрессоров динамического действия.

Особенностью ТГД характеристик компрессоров объемного действия является рисунок 1.8, где (а) – винтовой и (б) – центробежный, их крутизна. При увеличении сопротивления течению газа на выходе из компрессора объемного действия его выходное давление возрастает настолько, что практически обеспечивает постоянство расхода газа через сеть.

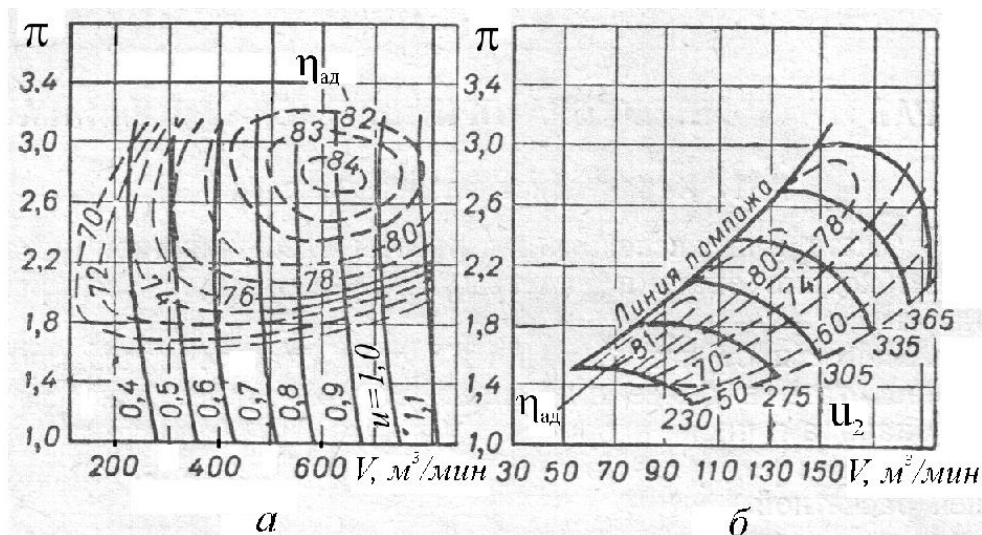
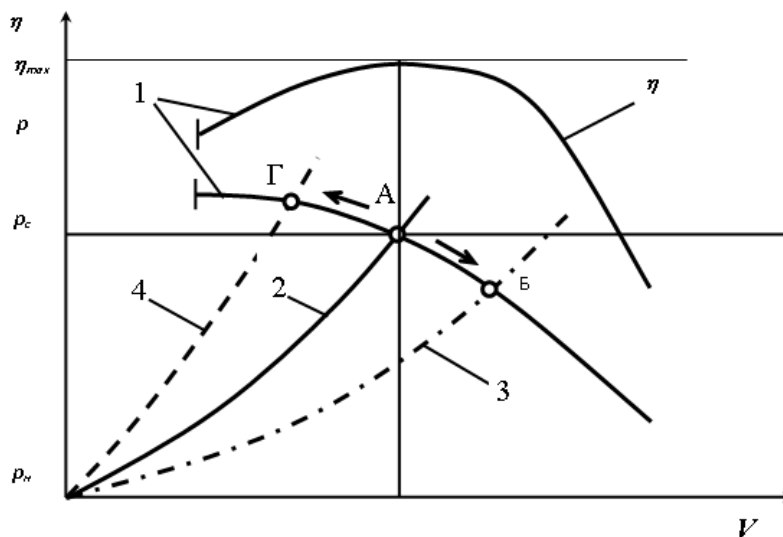


Рисунок 1.8 – Характеристики типов компрессоров.

1.6 Работа одиночной компрессорной установки в индивидуальную сеть

Работа компрессорной установки в индивидуальную сеть является наиболее простой с точки зрения его управления. Для определения рабочего режима необходимо совместить характеристики компрессорной установки и сети, изображенная на рисунке 1.9. В точке пересечения А этих характеристик определяется рабочий режим компрессора, так как только в этой точке давление и производительность компрессора соответствует давлению и расходу газа через сеть. При соответствии этих данных расчетному режиму КПД компрессора (η) достигает максимального значения.

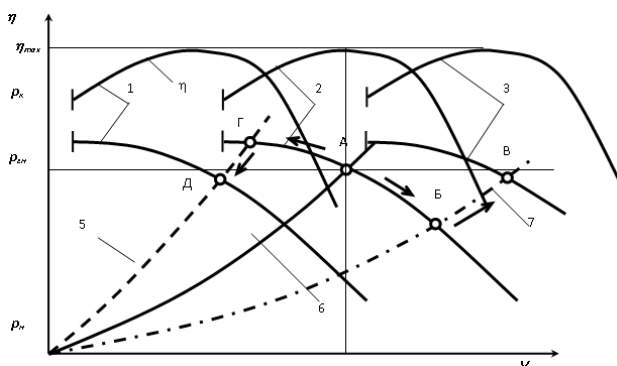


1 – характеристика компрессора, 2, 3, 4 – характеристика сети
Рисунок 1.9 – Режим работы КУ в индивидуальную сеть

С уменьшением сопротивления трубопровода потребителя характеристика сети пройдет более полого и точка пересечения характеристик А переместится вправо к точке Б, что приведет к увеличению производительности компрессора и уменьшению его выходного давления. Если же сопротивление трубопровода увеличится, то характеристика сети пройдет круче и точка пересечения характеристик А переместится влево к точке Г, что приведет к уменьшению производительности компрессора и увеличению его выходного давления. Таким образом, режим работы компрессора зависит не только от его свойств, но и от характера сопротивления внешней сети. В случае отклонения характеристики сети в ту или иную сторону (точки Б или Г) давление и производительность компрессора уже не соответствует значению максимального КПД и требованиям сети. В этом случае обеспечение необходимого давления и расхода газа через сеть возможно только путем регулирования работы компрессорной установки, например, изменением частоты вращения ротора или поворотом входного направляющего аппарата [8].

1.7 Управление КС параллельным соединением КУ, ГПА

Совместный стационарный рабочий режим газопровода и КУ устанавливается в месте пересечения их характеристик в точке А, данная схема показана на рисунке 1.10.



1, 2, 3 – станции при параллельной работе одного, двух, трех одинаковых ГПА;
5, 6, 7 – газопровода при малом, номинальном и большом потреблении газа

Рисунок 1.10 – Характеристики газопровода

Обеспечение заданных параметров газа на выходе КУ осуществляется путем изменения её характеристики. Газодинамическая характеристика КС представляет собой суммарную характеристику работающих КУ. При параллельной работе одинаковых агрегатов на равных частотах вращения роторов характеристику станции можно получить смещением характеристики одного агрегата 1 в сторону увеличения производительности 2, 3, пропорционально кратности параллельно включаемых КУ. При уменьшении внешнего сопротивления, например, увеличении проходного сечения

газопровода, происходит снижение давления на выходе центробежного компрессора, связанное падением давления на его внутренних элементах-сопротивлениях. Поэтому характеристика компрессора имеет падающий вид. Наоборот, при постоянном сечении и увеличении расхода газа через газопровод его сопротивление возрастает. Следовательно, характеристика газопровода-сети является возрастающей, причем зависимость давления от расхода близка к квадратичной параболе. Допустим КС работает в расчетном режиме с максимальным КПД h_{\max} и на входе в газопровод обеспечивает номинальное давление $p_{\text{гн}}$. Если в результате увеличения потребления газа произошло существенное изменение характеристики сети, то точка пересечения характеристик перемещаясь от А по характеристике станции остановится в точке Б. В этой точке установится новый рабочий режим КС, где давление на выходе из станции также существенно снизится. Установить новое, более высокое и близкое к $p_{\text{гн}}$, давление можно осуществив запуск третьей КУ. После запуска третьей компрессорной установки рабочий режим станции установится в точке В. При установившемся режиме существенно возрастет также пропускная способность газопровода. Если же наоборот происходит существенное уменьшение потребления газа и изменение характеристики сети, то точка пересечения характеристик перемещаясь от А по характеристике станции остановится в точке Г. В этой точке установится новый рабочий режим КС, давление на выходе из станции существенно повысится и она приблизится к режиму помпажа. Установить новое, более близкое к $p_{\text{гн}}$, давление можно останавливая одну из работающих КУ. В этом случае рабочий режим станции установится в точке Д. При этом значительно возрастает запас по помпажу, КПД (h) установки и существенно снизится потребление топливного газа на газотурбинный привод или потребление энергии на электропривод. Способ пуска, остановки КУ, т.е. параллельное соединение компрессоров позволяет осуществить наиболее экономичное регулирование расхода газа в сети с кратностью номинальной производительности применяемого компрессора. Однако этот способ имеет и недостатки. Наиболее существенным из них является резкое изменение производительности КС, причем с увеличением единичной мощности КУ оно возрастает.

1.9 Управление КС последовательным соединением КУ, ГПА

Последовательное включение КУ обычно применяют для повышения давления. Оно находит применение, например, при использовании на КС магистральных газопроводов неполнонапорных нагнетателей. Использование в них одноступенчатого компрессора, как правило, не обеспечивает достаточное для условий КС повышение давления газа. Такие одноступенчатые ЦК иногда называют неполнонапорными. В этом случае для обеспечения необходимого конечного давления используется последовательное соединение двух компрессоров, изображена на рисунке 1.11.

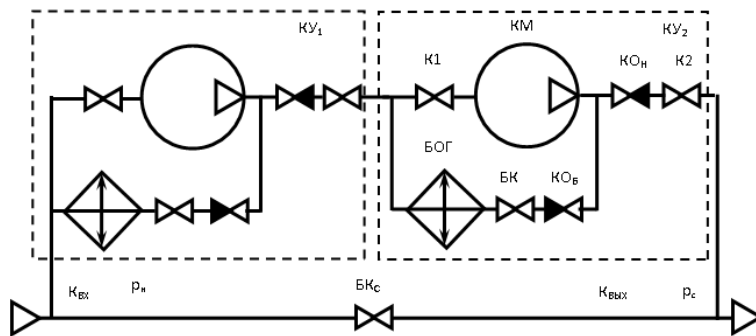
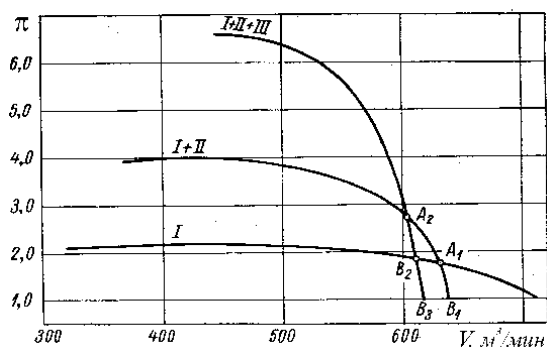


Рисунок 1.11 – Схема последовательного подключения компрессоров к сети

Характеристику двух последовательно работающих компрессоров можно рассматривать как результат наложения характеристик отдельных компрессоров. Эти компрессоры связаны с равенством массовых производительностей. Изложение последовательной работы двух компрессоров ведется аналогично последовательной работе двух ступеней секции. При последовательной работе двух компрессоров (с одинаковыми или различными безразмерными характеристиками) работа второго из них определяется условиями объемного расхода, температуры и давления при выходе из первого компрессора. При этом важно следующее обстоятельство: если представить, что первый компрессор работает во всем устойчивом диапазоне производительностей от V_{n1} до V_{max1} (где V_{n1} – производительность соответствующая началу помпажа, V_{max1} – производительность при $p_k=p_n$, т.е. $\pi=1$), то второй компрессор должен был бы работать в диапазоне производительностей от до (– плотность газа при всасывании, и – плотности газа на нагнетании, соответствующие производительностям V_{n1} и V_{max1}). Так как , а (из-за того, что , а вследствие потерь), то объемная производительность при входе во второй компрессор будет для режима производительности, соответствующего началу помпажа, меньше V_{n1} , а для режима максимальной производительности больше V_{max1} . Таким образом, для работы первого компрессора в наибольшем для него диапазоне производительностей от V_{n1} до V_{max1} необходимо, чтобы характеристика второго компрессора допускала работу в большем диапазоне производительностей, а именно от до.

При этом может оказаться, что производительность V_{n2} соответствующая началу помпажа второго компрессора будет больше, то есть при работе первого компрессора с производительностью V_{n1} во втором компрессоре наступит явление помпажа, которое распространится также и на первый компрессор. Таким образом, произойдет уменьшение области устойчивой работы, то есть увеличение производительности до величины, соответствующей началу помпажа первого компрессора, где - плотность газа на нагнетании при производительности. Возможен также случай, когда максимальная производительность второго компрессора будет меньше, в связи с чем при работе первого компрессора с производительностью больше повышение давления, создаваемое вторым компрессором, будет отрицательным, а отношение давлений - меньше единицы. Работа второго компрессора в условиях

и следовательно, а называется **режимом торможения**. На рисунке 1.12 представлены характеристики центробежного компрессора, состоящего из трех секций и двух промежуточных охладителей газа [9].



(I+II+III) в сопоставлении с характеристикой первых двух секций (I+II) и первой секции (I): A1B1 – секция II в режиме торможения; A2B3 - секция III в режиме торможения; B2B3 - секция III и II в режиме торможения

Рисунок 1.12 – Характеристики компрессора

Данный компрессор можно рассматривать как последовательное соединение трех компрессоров с промежуточными охладителями газа. Из рисунка видно, что при последовательной работе первых двух секций (компрессоров) с промежуточным охлаждением происходит уменьшение рабочего диапазона производительностей; слева по причине наличия помпажной зоны второй секции (компрессора), а справа – по причине вхождения ее (его) в режим торможения. Как видно, при последовательной работе всех трех секций (компрессоров) рабочий диапазон производительностей еще больше сужается слева; некоторое сужение получается и справа, так как при производительностях больших V_{A2} в режим торможения попадает третья секция (компрессор).

1.10 Управление работой КУ, ГПА путем включения байпасных линий

Плавность изменения производительности КУ при использовании первого способа может быть обеспечена за счет дополнительного использования третьего способа, т.е. перепуска части перекачиваемого газа по байпасным линиям отдельных КУ или по газовому кольцу КС. Управление работой байпасных линий осуществляется путем частичного или полного открытия байпасных клапанов БК, изображен на рисунке 1.13. Регулирование производительности байпасным перепуском сжатого газа с линии нагнетания на линию всасывания является хотя и достаточно простым, но крайне неэффективным способом, ведущим к значительному перерасходу энергии.

2 Регулирование компрессоров

2.1 Шиберное регулирование

Любой дутьевой механизм в собственном составе обладает узел управления шиберами. На рисунке 2.1 приведена структурная схема, объясняющая принцип деятельности данного агрегата в простых концепциях авторегулирования.

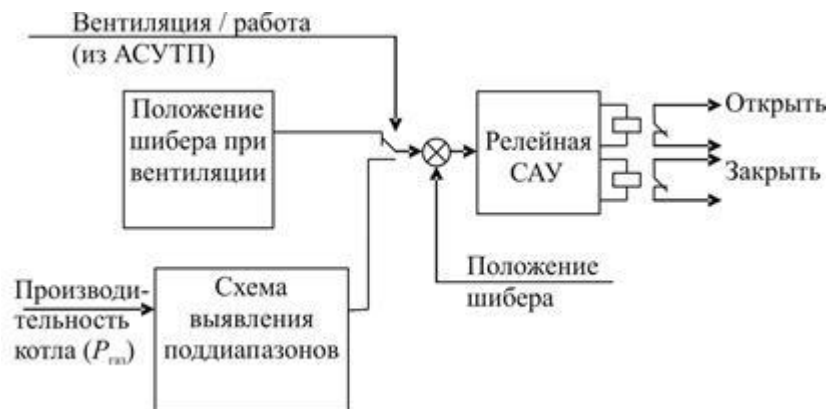


Рисунок 2.1 – Структурная схема регулирования положения шибера

Управление шиберами выполняется согласно циклограмме, что представлена на рисунке 2.2.

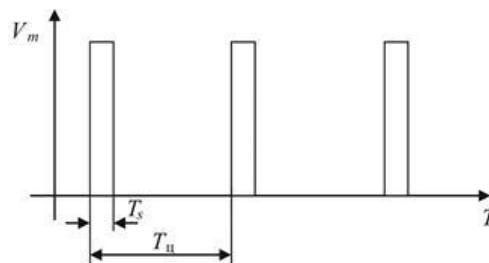


Рисунок 2.2 – Циклограмма управления положением шибера

Такое повторяющееся подключение двигателя, непродолжительно меняющего состояние шибера, сопряжено с тем, что при внезапном изменении данного положения все без исключения системы управления котлоагрегата вводятся такие динамические возмущения, какие приводят котел на границу аварийного состояния. Данные этапы программируются при наладке системы управления тягодутьевыми приспособлениями [10].

2.2 Универсальные способы регулирования ГПА

Рассмотрим подробно методы регулирования газа в газоперекачивающих агрегатах. Регулирование может быть прерывистым, то есть это когда

периодически прекращается работа компрессора. Ступенчатое, плавное, ручное и автоматическое.

Существует 4 способа регулирования, которые являются универсальными и применяются для абсолютно всех видов компрессоров:

- кратковременная задержка компрессора;
- перемена частоты вращения вала компрессора;
- дросселирование в входе во компрессор;
- перепускание газа с нагнетательной направления в атмосферу.

Как изменяется частота вращения можно видеть на рисунке 2.3.

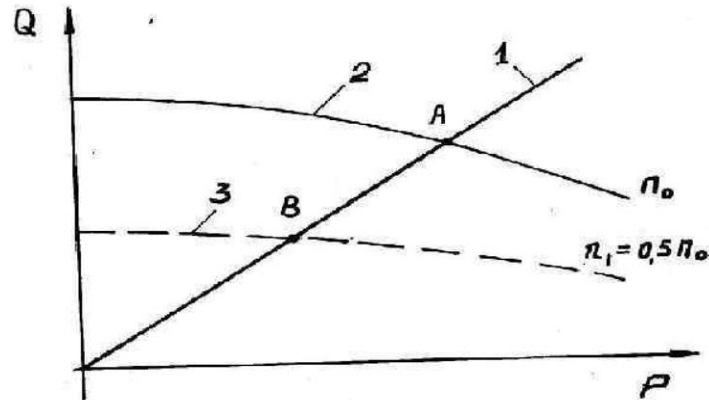


Рисунок 2.3 – Изменение частоты вращения компрессора

Необходимая частота вычисляется по формуле (8).

$$n_2 = n_1 \sqrt{\frac{h_{M2} + bQ_{n2}^2}{a}} \quad (8)$$

2.3 Регулирование работы компрессорных машин динамического действия

В протяжении времени эксплуатации турбокомпрессор функционирует в вычисленном порядке, надлежащим максимуму Коэффициент полезного действия, равно как принцип, меньше 50% времени, по этой причине проблемы регулировки компрессора также его экономность обладают существенное значимость. Методами регулирования работы КМДД называют способы изменения газодинамических характеристик компрессора или сети с целью обеспечения необходимых потребителю параметров газа. Поэтому все методы регулирования условно делятся на два вида: регулирование изменением газодинамических характеристик компрессора и регулирование за счет изменения характеристики сети. Следующие 3 способа характеризуют регулирование динамических компрессоров. Согласно уравнению Эйлера скорость, меняет удельную работу колеса, что в свою очередь говорит о том, что также изменяется и характеристика компрессора, то, как изменяются

характеристики можно увидеть на рисунке 2.4, особенно значительно преобладает в степени для рабочего колеса с малым отношением.

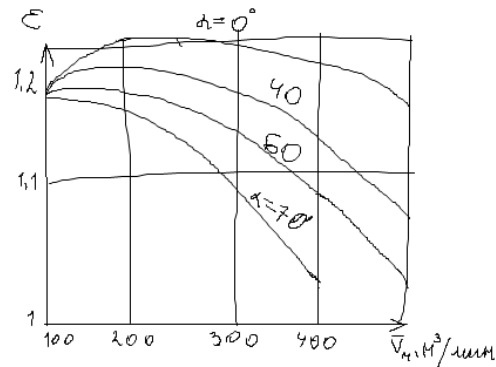


Рисунок 2.4 – Изменение характеристики

С целью стабильной работы компрессора, при небольших расходах газа используется перепускание газа на вход в компрессор. При сокращении подачи напрямую перед границей зоны помпажа, точка на рисунке 2.5, открывается клапан, производящий часть газа из нагнетательного направления.

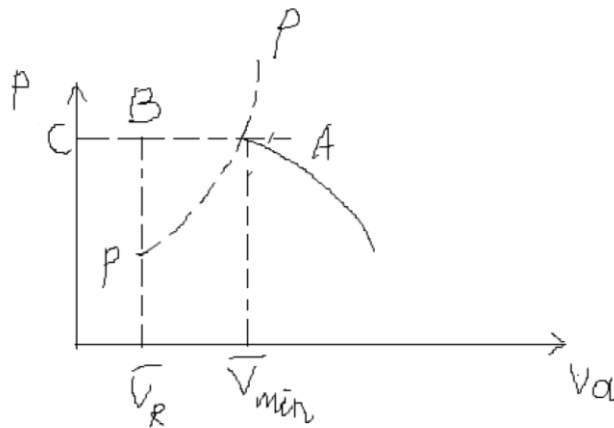


Рисунок 2.5 – Регулирование перепуском газа.

2.4 Способы регулирования электродвигателей

У компрессоров с электроприводом, это могут быть, например центробежные компрессоры, существуют свои собственные методы регулирования. В качестве двигателя используют асинхронные и также очень часто применяют синхронные машины постоянного тока. Более подробную схему о методах регулирования двигателей постоянного тока можно увидеть на рисунке 2.6.

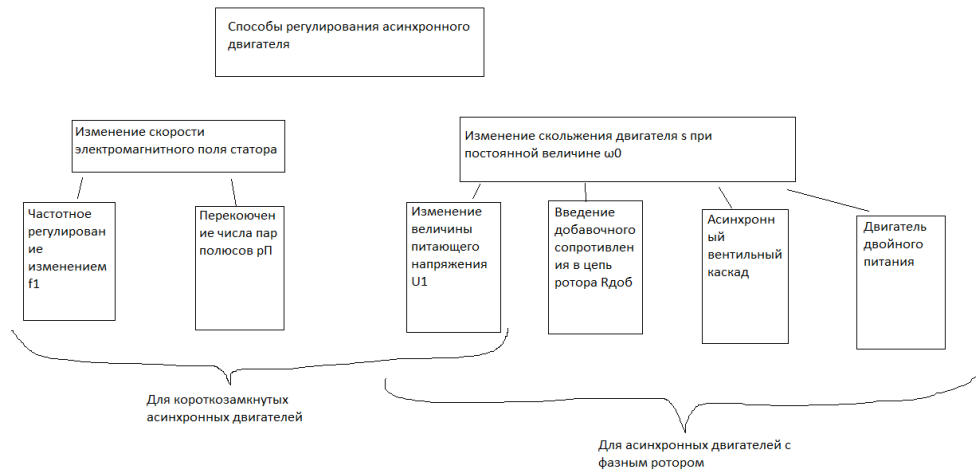


Рисунок 2.6 – Способы регулирования двигателей постоянного тока

Электродвигатель — система, преобразовывающий энергию электрического тока в кинетическую энергию. Нынешнее изготовление и уклад жизни трудно вообразить в отсутствии машин со электроприводом. Они применяются в насосном оснащении, концепциях проветривания и также кондиционирования, в электротранспорте, промышленных станках разных видов также т.д. При выборе двигателя нужно учитывать некоторые факторы:

- электрический ток, питание;
- мощность двигателя;
- режимы работы;
- условия климата и другие факторы.

В данной работе будет использоваться самый обычный газоперекачивающий агрегат, для которого сначала нужно выбрать двигатель постоянного тока. Схема такого ЭГПА изображена на рисунке 2.7.

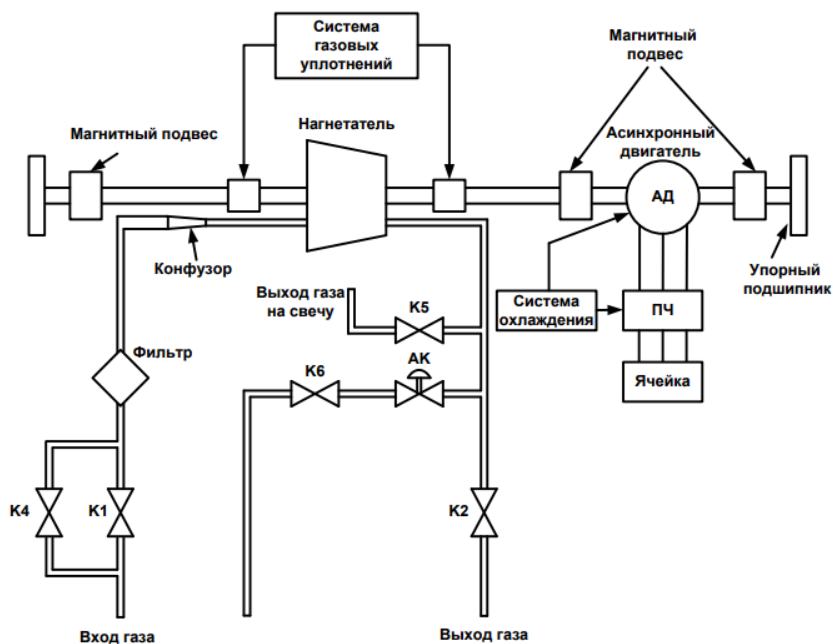


Рисунок 2.7 – Технологическая схема ЭГПА

Асинхронный двигатель (АД) питается от преобразователя частоты (ПЧ) с помощью трехфазных шин. ПЧ задает электродвигателю требуемую частоту и амплитуду питания напряжения. Двигатель имеет собственную систему охлаждения, где поток охлаждающего воздуха создается двумя вентиляторами типа RG63T2DN.K7.3R с приводом от асинхронных двигателей BG160L/B3 18,5 кВт, 400 В. Это связано с тем, что когда двигатель работает на малых скоростях, то охлаждение, которое создается вентиляторами, установленными на валу двигателя, может не хватать. Также воздух на охлаждение магнитных подшипников отводится из внутреннего контура системы охлаждения двигателя. Температура охлаждающего воздуха должна находиться в пределах от +5 до +40 °С, при относительной влажности 45-80 % [11].

Асинхронный двигатель передает вращающий момент на центробежный нагнетатель. Соединение валов электродвигателя с валом нагнетателя осуществляется трансмиссией с гибкой муфтой. В данной системе между нагнетателем и ПЧ отсутствует мультипликатор (повышающий редуктор). Это стало возможно благодаря частотному управлению, где двигатель обеспечивает требуемый диапазон скорости вращения. Отсутствие мультипликатора в системе дало возможность избавиться от смазывающей и охлаждающей системы для него и значительно облегчило конструкцию агрегата.

Двигатель имеет специальное конструктивное исполнение и является высокоскоростным. Он имеет малый диаметр ротора и бандаж из углепластика. Это сделано, для того чтобы уменьшить влияние центробежных сил на вал ротора. ЦБН это турбомашина центробежного типа, которая повышает давление газа на необходимый уровень. Он имеет две последовательные ступени (два рабочих колеса) для увеличения максимального выходного давления, два главных патрубка для входа и выхода газа. Процесс повышения давления происходит следующим образом. Поток газа поступает из 18 всасывающего патрубка во всасывающую камеру, затем в рабочее колесо. В рабочем колесе повышается кинетическая и потенциальная энергия газа, возрастает его скорость и давление. Далее поток газа направляется в лопаточный диффузор, где происходит преобразование скоростного напора в давление и через сборную кольцевую камеру газ направляется в нагнетательный патрубок. Нагнетатель оснащен также системой магнитного подвеса и системой сухих газовых уплотнений (СГУ).

Вход газа осуществляется через кран К1. Этот кран соединяет ЦБН с газовым коллектором, откуда непосредственно получают газ все остальные агрегаты газокompрессорной станции. Коллектор напрямую соединен с магистральным газопроводом. Основная задача крана К1 состоит в отключении ЦБН от коллектора. Это необходимо, когда требуется остановить работу агрегата или произошла авария. Далее газ проходит через грубый фазовый фильтр (фильтрующая решетка). Фильтр нужен для защиты агрегата от опасных, твердых частиц, которые могут находиться в газовом потоке. Попадание таких частиц в центробежный нагнетатель может негативно сказаться на его работе. Затем газ проходит через конфузор. Он представляет собой сужение трубы

длиной около полуметра и необходим для измерения расхода газа, прокачиваемого через трубу. Измерение расхода газа делается по величине падения давления газа на конфузоре. Далее газ попадает в ЦБН, где происходит увеличение давления с 3,5 МПа до 4,41 МПа, что соответствует степени сжатия ЭГПА равной 1,26. После этого сжатый газ проходит через кран К2, который соединяет ЦБН с выпускным коллектором и выходит в магистральный газопровод [12].

Важным звеном в крановой обвязке является антипомпажный клапан (АК). Он предназначен для предотвращения срыва центробежных и осевых нагнетателей в помпаж. Если давление на выходе компрессора становится слишком большим (или выходное давление – слишком маленьким), то поток газа, перекачиваемого компрессором, уменьшается и в результате стремится изменить направление движения. Высокое давление на выходе компрессора 19 заставляет идти газ против направления, куда пытается его качать центробежный нагнетатель. Основная опасность помпажа заключается в том, что поток газа начинает колебаться, то идет по ходу перекачки, то против хода. Газ подается рывками, наблюдаются резкие сотрясения машины с повышением вибрации. Помпаж опасен тем, что развивается за доли секунд.

Для того, чтобы обезопасить компрессор от помпажа, используют антипомпажный клапан. В результате происходит увеличение объемного расхода, проходящего через нагнетатель, за счет перепуска части газа со стороны нагнетания на вход. Это дает возможность добиться устойчивой работы нагнетателя, хотя снижает поток газа. Помпаж на практике в основном может развиваться в двух случаях:

- во входной трубе магистрального газопровода возникло газовое разряжение с областью низкого давления (неравномерное протекание газа по трубе, сгустками);

- слишком сильно была снижена частота вращения ротора двигателя.

В первом случае компрессор не сможет поднять столь низкое давление на необходимый уровень. Во втором случае расход газа опустится на такой уровень, что компрессор не сможет прокачивать газ против внешнего давления. В обоих случаях наступит помпаж. Для предотвращения этой ситуации нужно уменьшить разницу между выходным и входным давлением т.е. облегчить прокачку газа в нужном направлении. Это делается за счет перепуска части газа с выхода нагнетателя на вход. В итоге часть газа с выходного коллектора возвращается обратно на вход компрессора. Это конечно снижает поток газа в нужном направлении, но предотвращает срыв нагнетателя в помпаж, так как прокачивать газ по кругу через антипомпажный клапан легче. Антипомпажный клапан регулируется плавно, что позволяет гибко управлять обратным потоком газа [13].

Кран К5 нужен для спуска газа в атмосферу из системы и вывода ЭГПА в холодный резерв. Если требуется перевести агрегат в горячий резерв, то газ из системы не спускают в атмосферу.

Газ внутри ЦБН находится под давлением 50 атмосфер и пытается пройти наружу через зазоры между вращающимся валом и корпусом. Для герметизации зазоров обычно используют сальники либо масляные жидкостные уплотнения. Сальники на высокой частоте вращения долго работать не могут. Масляные уплотнения довольно сложны. Одно из достоинств этого ЭГПА заключается в том, что здесь используется система газовых уплотнений, где нет вообще масла, никаких систем смазки и масляных уплотнений. Работа СГУ основана на двух степенях. На каждой из ступеней используются комбинация из центробежного, дроссельного и эффекта противодействия. На первые ступени под соответствующим давлением подается буферный газ, который отличается от газа в газопроводе тем, что он очищенный и обезвоженный. На первой ступени СГУ буферный газ противодействует газу из компрессора. На вторую ступень подается барьерный газ, который запирает уже сам буферный газ. Смесь, которая скапливается между первой и второй ступенями удаляется на свечу. После этих двух ступеней идут полости магнитных подшипников ЦБН, которые окончательно продуваются воздухом и после чего этот воздух также удаляется на свечу. Наружу практически ничего из компрессора не попадает в воздух. Для безопасности измеряется концентрация метана в линиях сброса газа на свечу, если она будет слишком велика то ЭГПА необходимо остановить. Справа и слева на валу двигателя и нагнетателя находится магнитный подвес. В процессе работы вал двигателя и нагнетателя находятся практически в воздухе и не с чем не соприкасается. Основные преимущества использования магнитного подвеса:

- возможна длительная работы на высоких частотах вращения;
- отсутствие смазки;
- практически неограниченный ресурс использования;
- бесшумность;
- может работать в агрессивных средах и на высоких температурах;
- гашение резонансов и вибраций;
- возможно вращение несбалансированных валов;
- отсутствие нагрева в отличии у подшипников.

К основным недостаткам магнитного подвеса можно отнести:

- необходимость питания;
- невысокие удельные нагрузки в сравнении с подшипниками качения.

Проблему с невысокими удельными нагрузками можно решить, увеличив диаметр вала. Это возможно благодаря тому, что магнитные подшипники могут работать на высоких частотах вращения в отличии от подшипников качения и трения, которые при таком же диаметре вала не выдержали такой высокой окружной скорости. Рабочий зазор между валом и подшипником составляет 0,3 мм. Кроме четырех радиальных магнитных подшипников используется еще один упорный магнитный подшипник, который не дает системе валов передвигаться в осевом направлении. Параллельно каждому магнитному подшипнику располагается обычный шарикоподшипник, который посажен на вал с большим зазором и в работе не участвует. Шарикоподшипники нужны для того, чтобы

после отключения магнитного подвеса или при возникновении аварийной ситуации вал ложился на них. Система охлаждения необходима для того, чтобы двигатель и преобразователь частоты работали в зоне допустимых температур. Охлаждение у ПЧ двухконтурное. Внутренний контур охлаждения ПЧ находится непосредственно в нем и на рисунке 1 не показан. В этом контуре циркулирует очищенная и подготовленная вода, которая охлаждает непосредственно силовые транзисторы ПЧ. Через встроенный в ПЧ теплообменник происходит обмен теплом внутреннего с внешним контуром, где циркулирует обычная вода. К ПЧ подключена ячейка, которая представляет собой предохранитель всего агрегата. Она фиксирует любые превышения по мощности, току или напряжению и отключает агрегат при помощи механического разъединителя, если это необходимо [14].

2.5 Перечень основного оборудования ЭГПА и их параметры

На рисунке 2.8, изображены основные используемые датчики на компрессорной станции.





Измерение расхода воды в системе охлаждения	Трубопроводы системы охлаждения	Датчики расхода: Blancett 1100 , IOG , Dynasonics TFX Ultra	
Измерение температуры воздуха после 1 и 2 ступеней сжатия	Воздуховоды компрессора	Термосопротивления: Thermocont	
Измерение давления в системе смазки компрессора	Маслопроводы системы смазки	Датчики давления: PFMH , PBM , DMP33 , DS20 , DS20 , DS200P , HMP331	
Измерение перепада давления воздуха	Входной воздуховод компрессора	Датчики давления: PFMH , PBM , DMP33 , DS20 , DS20 , DS200P , HMP331	

Рисунок 2.8 – Основные используемые датчики

Двигатель высокоскоростной трехфазный асинхронный с короткозамкнутым ротором (далее по тексту – двигатель) предназначен для привода нагнетателей в составе газоперекачивающего агрегата ЭГПА, служащего для сжатия и транспортировки природного газа по магистральным газопроводам. Двигатель состоит из ротора, статора, корпуса, подшипниковых узлов и системы охлаждения.

Конструктивной особенностью двигателя является использование короткозамкнутой обмотки, уложенной в пазы массивного ротора. Ротор изготовлен из никелевой стали, а обмотка в свою очередь закреплена в пазах термомодифузионной сваркой. Подобная конструкция позволяет поднять значение критических частот и сдвинуть их вверх за границы рабочего диапазона частот, увеличить общий ресурс двигателя. Гладкая наружная поверхность ротора позволяет снизить вентиляционные потери двигателя.

Конструкцией двигателя предусмотрено:

- измерение температуры обмоток статора. Двигатель оснащается встроенными в пазы обмотки девятью температурными датчиками сопротивления. Шесть основных и три резервных датчика;

- измерение температуры нагретого воздуха на выходе из двигателя. По два датчика в одном корпусе (основной и резервный);

- измерение температуры охлаждающего воздуха на входе в двигатель. По два датчика в одном корпусе (основной и резервный), со стороны привода и с неприводной стороны;

- измерение температуры катушек магнитных подшипников;

- измерение вибрации вала;

- измерение положения и удлинения вала в аксиальном направлении;

- измерение частоты вращения ротора (один импульс на оборот).

Для предотвращения повреждения поверхностей роторных и статорных поверхностей при обесточивании обмоток магнитных подшипников предусмотрены страховочные шариковые подшипники [15].

2.6 Основные способы управления ЭГПА

В принципе в КС с электроприводом урегулирование производительности способен осуществляться один из дальнейших способов:

- дросселирование газа на входе в нагнетатель;

- регулирование потока газа путем установки входного поворотного направляющего аппарата перед колесом нагнетателя;

- заменой проточной части нагнетателя;

- изменение передаточного числа в редукторе путем замены пары колеса и шестерни;

- путем установки гидромuffты;

- изменение количества работающих ГПА.

2.7 Современные требования к ЭГПА

К электроприводам газоперекачивающих агрегатов применяются следующие требования:

- ЭГПА должен иметь большой диапазон регулирования скорости;
- должна обеспечиваться плавность хода;
- применение безредукторной конструкции исключает применение смазочных веществ;
- высокий ресурс работы.

САУ должна быть информационно-управляющей системой реального времени состоящей, а также выполнять следующие функции:

- обеспечение автоматизированного контроля и дистанционного управления оборудованием КС;
- беспомпажное регулирование и защита основного и вспомогательного оборудования ГПА;
- обеспечение подачи установленного объема газа в магистральный газопровод (бесперебойность и производительность);
- поддержание требуемых параметров (давление, температура) газа, подаваемого в газопровод;
- обеспечение высокой эксплуатационной надежности в нормальных и аварийных ситуациях;
- обеспечение сбора и передачи технологической информации на верхний уровень (ЦДП) и дистанционное управление отдельными технологическими системами с верхнего уровня.

На автоматизированном рабочем месте диспетчера должны выполняться следующие функции:

- отображение информации на АРМ в виде таблиц, мнемосхем, графиков, гистограмм; – Контроль достоверности параметров;
- расчет параметров режима работы ГПА и КС в реальном времени;
- предупредительная и аварийная сигнализация в списке событий на экране монитора;
- сигнализация изменения состояния технологических объектов, в т.ч. и несанкционированного;
- накопление и хранение информации, в т.ч. аварийного останова и долгосрочное архивирование;
- расчет показателей режимов работы КС. Точность измерительных датчиков;
- автоматический непрерывный контроль исправности цепей управления;
- автоматический непрерывный контроль входных цепей аналоговых и особо ответственных дискретных датчиков, необходимых для реализации функций аварийной защиты;

- контроль состояния оборудования и отклонений технологических параметров от заданных предельных значений (уставок) и сигнализации с указанием устройства, места, времени, даты и вида отказа;
- контроль и сигнализация сбоев в работе программного обеспечения.

2.8 Выбор двигателя постоянного тока для газоперекачивающего агрегата с электроприводом

Для работы газоперекачивающего агрегата нужно подобрать подходящий двигатель постоянного тока. Итак, сначала нужно определиться с современными требованиями, предъявляемые к газоперекачивающему агрегату. Выбор будет происходить среди асинхронных двигателей, потому что они имеют разнообразные вариации регулирования. Как известно, большинство современных предприятий использует компрессоры питанием 380 В, режим работы S1, трехфазный, коэффициент запаса варьируется от 1,05 до 1,15. Индикаторный КПД компрессора от 0,6 до 0,9. КПД передачи, от 0,9 до 0,95.

Учитывая все эти параметры получаем среднестатистический нагнетатель со следующими значениями:

- производительность 30 м³/мин;
- давление входное 5 бар;
- КПД компрессора 0,9;
- КПД передачи 0,95;
- коэффициент запаса 1,1.

Расчет необходимой мощности двигателя будет происходить по формуле (9).

$$P = \frac{k_3 Q A}{\eta_{\text{п}} \eta_{\text{к}}} = \frac{1,1 * 30 * 2,98}{0,9 * 0,95} = 115,15 \text{ кВт} \quad (9)$$

где k_3 – коэффициент запаса;

Q – производительность компрессора, м³/мин;

A – работа затрачиваемая на сжатие 1 м³ воздуха до необходимого рабочего давления, Дж/м³;

$\eta_{\text{п}}$ – КПД передачи;

$\eta_{\text{к}}$ – КПД компрессора.

Теперь после расчета нужно подобрать двигатель, используя каталог двигателей постоянного тока. По полученным данным для поставленных задач подходит асинхронный двигатель: АИР280М2, который имеет следующие параметры:

- мощность 132кВт;
- скорость 3000 об/мин;
- сила тока 233 А;
- КПД 0,95.

Достоинства ЭГПА:

- плавное регулирование скорости. Использование ПЧ позволяет регулировать скорость вращения не только плавно, но и в большом диапазоне;
- магнитный подвес дает возможность продолжительно работать на высоких скоростях, а также снизить потери на трение;
- экономить электроэнергию, настроив работу электропривода в зависимости от нагрузки;
- возможно, реализовать плавный пуск электродвигателя и тем самым уменьшить пусковые токи и пусковой момент;
- создание замкнутых систем с возможностью точного поддержания заданных технологических параметров;
- отсутствие масляной системы в уплотнениях центробежного нагнетателя;
- высокая надежность оборудования и САУ (резервный контроллер, резервный АРМ и панель управления, бесперебойный источник питания САУ).

Недостатки ЭГПА:

- сложность оборудования, что в свою очередь требует соответствующий уровень персонала;
- высокая цена САУ [16].

2.9 Виртуальная модель асинхронного двигателя

Теперь подробнее рассмотрим асинхронный двигатель для нашего компрессора. Проведем исследование его токов и напряжений, модель для исследования такого двигателя приведена на рисунке 2.9.

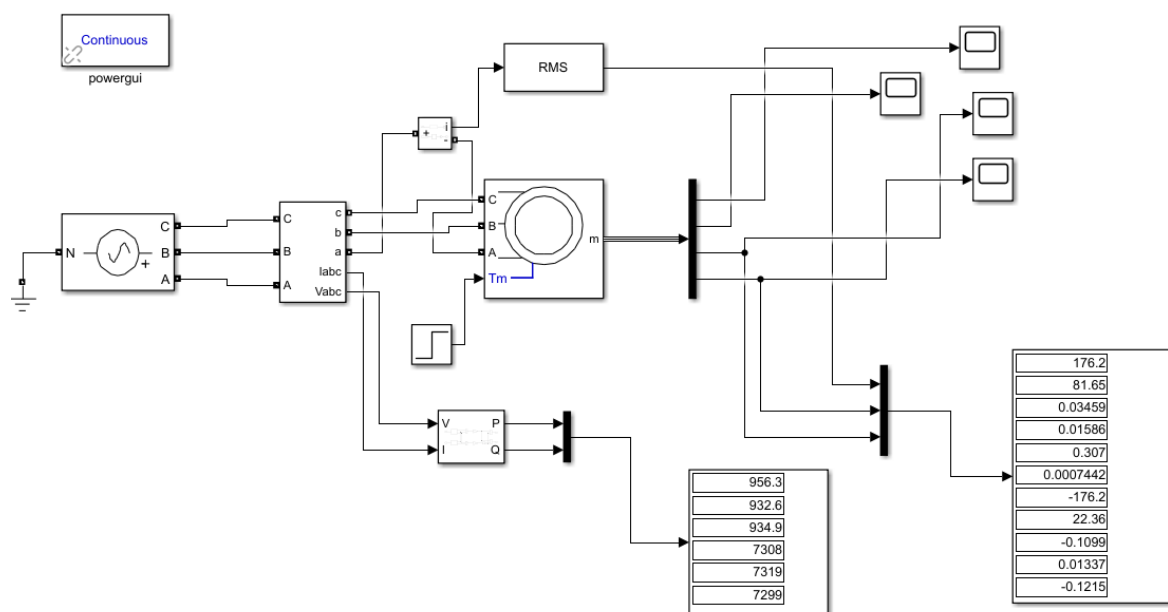


Рисунок 2.9 – модель асинхронного двигателя в среде Matlab

Далее на рисунке 2.10, представлены результаты моделирования схемы асинхронного двигателя, полученные в среде Matlab Simulink.

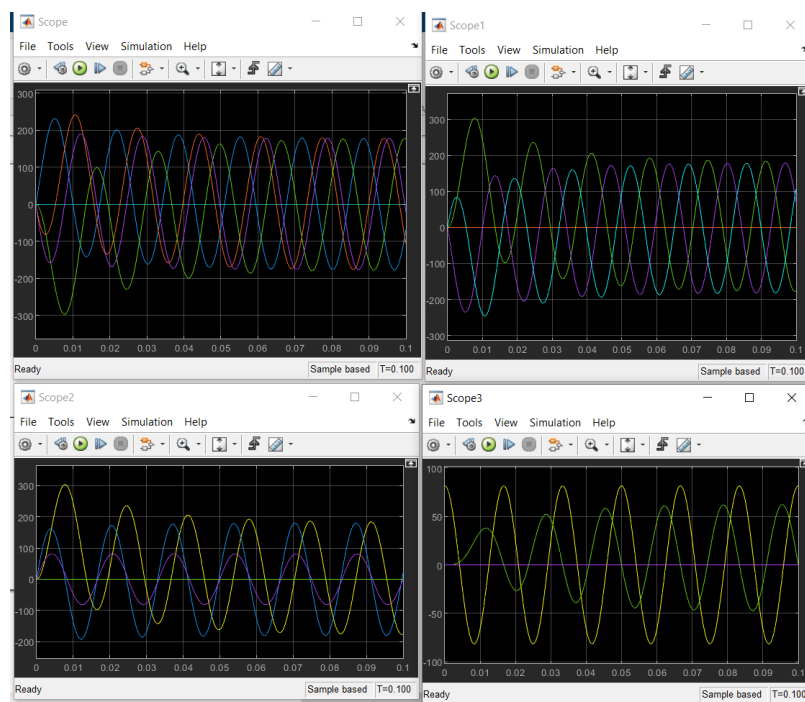


Рисунок 2.10 – Полученные графики токов асинхронного двигателя

Далее после выбора необходимого двигателя постоянного тока, проведем его более подробное исследование. Выведем его механические характеристики. Для этого используем нужные формулы, которые приведены ниже. Проведя расчеты можно построить график естественной механической характеристики асинхронного двигателя постоянного тока, которая представлена на рисунке 2.11.

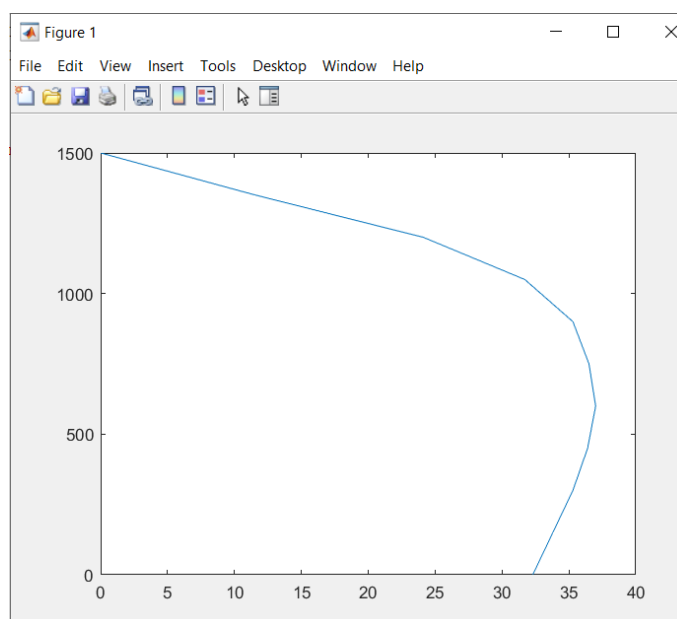


Рисунок 2.11 – Естественная механическая характеристика

Основная формула, которая была использована, это формула Клоса (10).

$$M = \frac{2M_k}{\frac{s}{s_k} + \frac{s_k}{s}} \quad (10)$$

где M_k – критический момент двигателя;

s – скольжение (задается от 0 до 1);

s_k – критическое скольжение

Критический момент двигателя можно найти по формуле (11).

$$M_k = 9,75 \frac{\lambda P_H}{n_H} \quad (11)$$

Критическое скольжение находится по формуле (12).

$$s_k = s_H \left(\lambda + \sqrt{\lambda^2 - 1} \right) \quad (12)$$

2.10 Математическое описание системы асинхронного электропривода газоперекачивающего агрегата

Отметим, что в соответствии с рисунком 2.12, схема является линеаризованной системой электропривода.

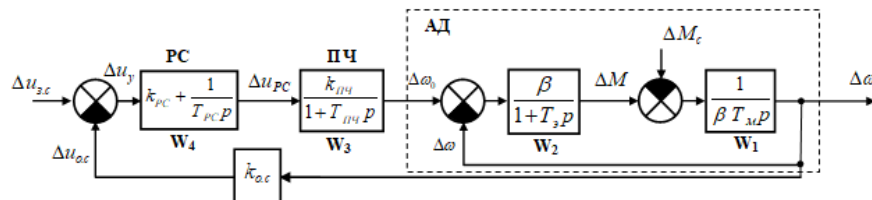


Рисунок 2.12 – Структурная схема системы с обратной связью по скорости

Уравнение движения, согласно передаточной функции W_1 структурной схемы, можно записать в следующем виде, согласно формуле (13).

$$\frac{\Delta\omega}{\Delta M - \Delta M_c} = \frac{1}{\beta T_{эл} p} \quad (13)$$

где $\Delta\omega$ – приращение скорости;

ΔM – приращение момента;

ΔM_c – приращение статического момента нагрузки.

Согласно передаточной функции W_2 будем иметь следующее соотношение, которое соответствует формуле (14) и которое можно записать в виде дифференциального уравнения.

$$T_3 \frac{d\Delta M}{dt} + \Delta M = \beta(\Delta\omega_0 - \Delta\omega) \quad (14)$$

Таким образом, математическая модель электропривода описывается следующей системой уравнений (15):

$$\begin{aligned} \frac{d\Delta\omega}{dt} &= \frac{1}{\beta T_M} (\Delta M - \Delta M_c), \\ T_3 \frac{d\Delta M}{dt} + \Delta M &= \beta(\Delta\omega_0 - \Delta\omega), \\ T_{ПЧ} \frac{d\Delta\omega_0}{dt} + \Delta\omega_0 &= k_{ПЧ} \Delta U_{PC}, \\ T_{PC} \frac{d\Delta U_{PC}}{dt} &= k_{PC} T_{PC} \frac{d\Delta U_y}{dt} + \Delta U_y, \\ \Delta U_y &= \Delta U_{3.C} - k_{O.C} \Delta\omega \end{aligned} \quad (15)$$

Теперь можно приступить к модели центробежного нагнетателя, который будет описываться следующей системой уравнений (16):

$$\begin{aligned} \frac{dx_1}{dt} &= \frac{1}{\beta T_M} (x_2 - A), \\ \frac{dx_2}{dt} &= \frac{\beta}{T_3} x_3 - \frac{\beta}{T_3} - \frac{1}{T_3} x_2, \\ \frac{dx_3}{dt} &= \frac{k_{ПЧ}}{T_{ПЧ}} x_4 - \frac{1}{T_{ПЧ}} x_3, \\ \frac{dx_4}{dt} &= u - \frac{k_{PC} T_{PC} k_{OC}}{T_{PC}} \frac{dx_1}{dt} - \frac{k_{PC} T_{PC} k_{OC}}{T_{PC}} x_1, \\ \frac{dx_4}{dt} &= \left(\frac{b}{T_H} + \frac{2h_0 x_0}{T_H} \right) x_1 - \frac{1}{T_H} x_5 \end{aligned} \quad (16)$$

После составления системы уравнений и проведения некоторых преобразований полученной системы построим схему обратной связи, которая изображена на рисунке 2.13.

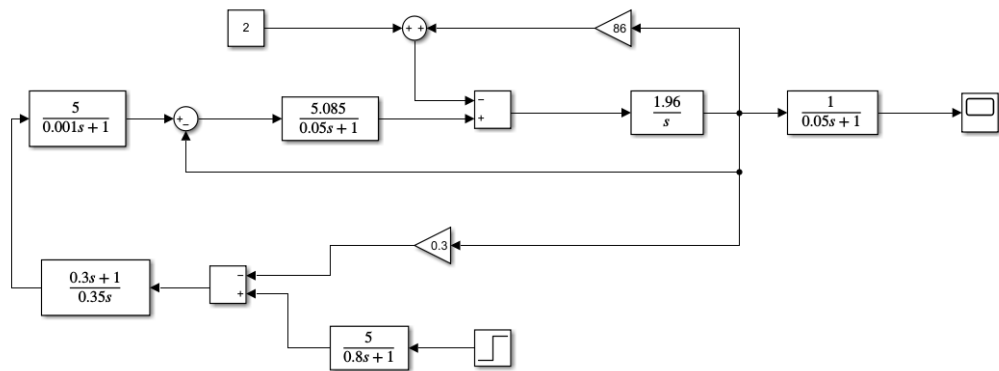


Рисунок 2.13 – Структурная схема АД – ЦБК в среде Matlab

Результатом моделирования будет служить переходной процесс, изображенный на рисунке 2.13.

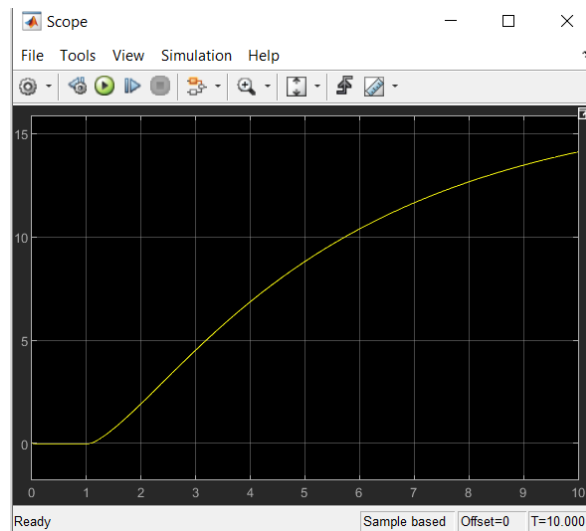


Рисунок 2.14 – Переходной процесс давления на выходе компрессора

Поскольку как выяснилось компрессор является одним из основных элементов компрессорной станции, то мы попытались спроектировать нечто похожее, а конкретно, опираясь на современные требования к нагнетателям, используя необходимые расчеты был выбран подходящий электропривод для современного компрессора. Далее было проведено математическое описание полученного электродвигателя и нагнетателя, с целью их дальнейшего исследования, а конкретнее исходя из математического описания были выявлены передаточные функции исследуемого привода и компрессора. Полученные передаточные функции очень сильно необходимы для построения структурной схемы в среде Matlab Simulink, в качестве дальнейшего исследования. Получив данную схему можно без труда также получить и переходной процесс всей системы. В качестве результата у нас получился график переходного процесса, который показывает давление газа на выходе из компрессора [17].

Список условных сокращений

АД – Асинхронный двигатель;
АРМ - Автоматизированное рабочее место;
АО – Аварийный останов;
ВПНА - входного поворотного направляющего аппарата;
ГКС – Газокомпрессорная станция;
КПД – Коэффициент полезного действия;
МГ – Магистральный газопровод;
МПН – Магнитный подвес нагнетателя;
МПД – Магнитный подвес двигателя;
МП – Магнитный подшипник;
ПЧ – Преобразователь частоты;
ПКУ – Пульт контроля и управления;
РПУ – Резервная панель управления;
СО – Система охлаждения;
СГУ – Система сухих газовых уплотнений;
САУ – Система автоматического управления;
ЦБН – Центробежный нагнетатель;
ШУ – Шкаф управления;
ШИМ – Широтно-импульсная модуляция;
ЭГПА – Электропривод газоперекачивающего агрегата

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе работы был выбран современный центробежный нагнетатель, параметры и характеристики которого были выбраны на основе современных требований к нагнетателям. Для регулирования скорости вращения центробежного нагнетателя был спроектирован современный асинхронный частотно-регулируемый электропривод, который был выбран по каталожным данным. Перед выбором электропривода нужно было необходимо для начала провести расчеты мощности, чтобы в последствии не было проблем с регулированием центробежного нагнетателя. Рассчитаны электромеханические и механические характеристики выбранного асинхронного двигателя, построенные по расчетным и каталожным значениям. Также совершено моделирование асинхронного двигателя в неподвижной и во вращающейся системе координат и были построены переходные процессы в программной среде MatLab Simulink. Была проведена оптимизация контуров регулирования и исследованы переходные процессы в линеаризованной системе. В процессе исследования было установлено, что рекомендуемые значения не подходят в данной системе, так как при работе привода на номинальной скорости и набросе нагрузки равной номинальному моменту происходит сильная просадка по скорости. Потребовалось подкорректировать данные ограничений по напряжению и по токам. Был разработан вычислитель потокосцепления на базе токов и напряжений. В основу вычислителя положены электромагнитные связи пространственного вектора потокосцепления статора с ротором, а также токов и напряжений статора. Хорошая точность идентификатора потокосцепления объясняется, тем что он строится на математическом описании асинхронного двигателя. Данный вычислитель хорошо подходит под заданные задачи электропривода, так как здесь нет частых пусков и большую часть времени он работает в статике. В завершении работы была построена общая модель электропривода газоперекачивающего агрегата с центробежным нагнетателем и построены выходные характеристики давления, температуры и расхода газа. Данная математическая модель позволяет проводить исследования и смотреть, как ведет себя электропривод в тех или иных ситуациях. Для более точного исследования необходимо улучшать математическое описание технологического процесса. Также как известно ранее, то есть что приведено выше мы смоделирован газоперекачивающий агрегат и выведен его переходной процесс выходного давления газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Комплектный электроприводной газоперекачивающий агрегат ЭГПА4/8200-56/1.126-Р: Санкт-Петербург, 2015.
- 2 Двигатель высокоскоростной асинхронный 1ТА2832-4АТ01-Z.: Санкт-Петербург, 2016. – 385с.
- 3 Бондаренко Г. А., Кирик К. В. Компрессорные станции, СумДУ 2016
- 4 Компрессорная станция, <https://ru.wikipedia.org/wiki>.
- 5 Устройство компрессорных станций, <https://neftegaz.ru/tech-library/transportirovka-i-khranenie/141614-kompressornaya-stantsiya/>.
- 6 Дементьев Ю.Н., Чернышев А.Ю., Чернышев И.А. Электрический привод: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – 224 с.
- 7 Газоперекачивающий агрегат, <https://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/gazoperekachivayushchij-agregat/>.
- 8 Садиков Д.Г., Исследование электроприводного газоперекачивающего агрегата на базе каскадного многоуровневого преобразователя частоты [текст]: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (16.12.16)/ Садиков Дмитрий Геннадьевич. – Н. Новгород, 2016. – 19 с.
- 9 Воронежский А. В. Современные компрессорные станции.: Москва, 2016. 485с.
- 10 Александр Клевцов. Бесконтактные устройства пуска и торможения электродвигателей: учебное пособие. – Москва, 2018.
- 11 Белов М.П. Автоматизированный электропривод типовых производственных механизмов и технологических комплексов: учебник / М. П. Белов, В. А. Новиков, Л. Н. Рассудов. – 2-е изд., стер. – М.: Академия, 2015. –576 с.
- 12 Асинхронный двигатель постоянного тока, <https://www.szemo.ru/press-tsentr/article/asinkhronnyy-elektrodvigatel-printsip-raboty-i-ustroystvo/>.
- 13 Газовые магистрали Казахстана <https://www.kaztransgas.kz/index.php>.
- 14 Язовцев, Вершилович. Наружные газопроводы. Мониторинг, обслуживание и ремонт.: учебное пособие, Инфа-инженерия 2020.
- 15 Алексей Коршак. Компрессорные станции магистральных газопроводов: Учебное пособие. – Феникс, 2016. – 160с.
- 16 Демченко В. Г., Демченко Г. В. Магистральные трубопроводы// Надежность// Условия работы и разрушений. ИД Недрa, 2018. – 556с.
- 17 Выбор электродвигателя для компрессора, <https://tehprivod.su/poleznaya-informatsiya/vybor-elektrodvigatelya-dlya-kompressora.html>.